

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)

ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>

Página web OLADE: www.olade.org

Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA SOLAR PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CENTROS COMERCIALES

*DESIGN OF A SOLAR CHARGING STATION
FOR ELECTRIC VEHICLES IN SHOPPING MALLS*

César Alfredo Peña Ramos ¹, Maxidiano Isidro Céspedes Gonzales ²

Recibido: 16/03/2021 y Aceptado: 23/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (134 - 155)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Michael Fousert de Unsplash.

RESUMEN

En el presente artículo, presentamos el diseño, dimensionamiento y modelado de una estación de carga solar conectado a red para la recarga de vehículos eléctricos en centros comerciales. El método realiza un análisis del recurso solar disponible en la ubicación del centro comercial, también el análisis, evaluación y selección de los componentes del sistema fotovoltaico conectado a red con apoyo de *software* de simulación como el PVsyst y Helioscope, también el análisis, evaluación y selección de los componentes de los puntos de recarga de los vehículos eléctricos y finalmente el análisis económico de la estación de carga solar en el centro comercial.

Palabras clave: Sistema Fotovoltaico Conectado a Red, Módulo Fotovoltaico, Inversor de interconexión a Red, Vehículo Eléctrico, Cargador Eléctrico, Perú.

ABSTRACT

In this article, we present the design, dimensioning and modeling of a grid-connected solar charging station for recharging electric vehicles in shopping malls. The method performs an analysis of the solar resource available at the location of the shopping mall, also the analysis, evaluation and selection of the components of the photovoltaic system connected to the grid with the support of simulation software such as PVsyst and Helioscope, also the analysis, evaluation and selection of the components of the electric vehicle charging points and finally the economic analysis of the solar charging station in the shopping mall.

1 Universidad Nacional del Centro. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Perú.

cpena.ugsa@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-8403-9329>

2 Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Perú.

maxicesgon@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-1082-4938>

Keywords: *Grid-connected Photovoltaic System, Photovoltaic Module, Grid Interconnect Inverter, Electric Vehicle, Electric Charger, Peru.*

INTRODUCCIÓN

Existen dos alternativas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, la primera es la electrificación del transporte y la segunda es la generación de electricidad mediante energías renovables.

La electromovilidad con suministro de energía que proviene de energías renovables como la solar, nos brinda beneficios como mejoras en la salud de la población por la menor contaminación, mejoras en la economía y disminución de la dependencia energética.

El presente artículo, desarrolla una metodología para el diseño de una estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales, que consiste en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red, análisis, evaluación y selección de los componentes de carga para los vehículos eléctricos, así como evaluación de la viabilidad técnica y económica de la estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

En ese sentido, una de las formas de cargar la energía de las baterías de los vehículos eléctricos es utilizando los puntos de carga

que se instalarán en los estacionamientos de los centros comerciales, todo esto mientras los usuarios acuden a realizar sus compras o pasar su tiempo libre.

OBJETIVOS

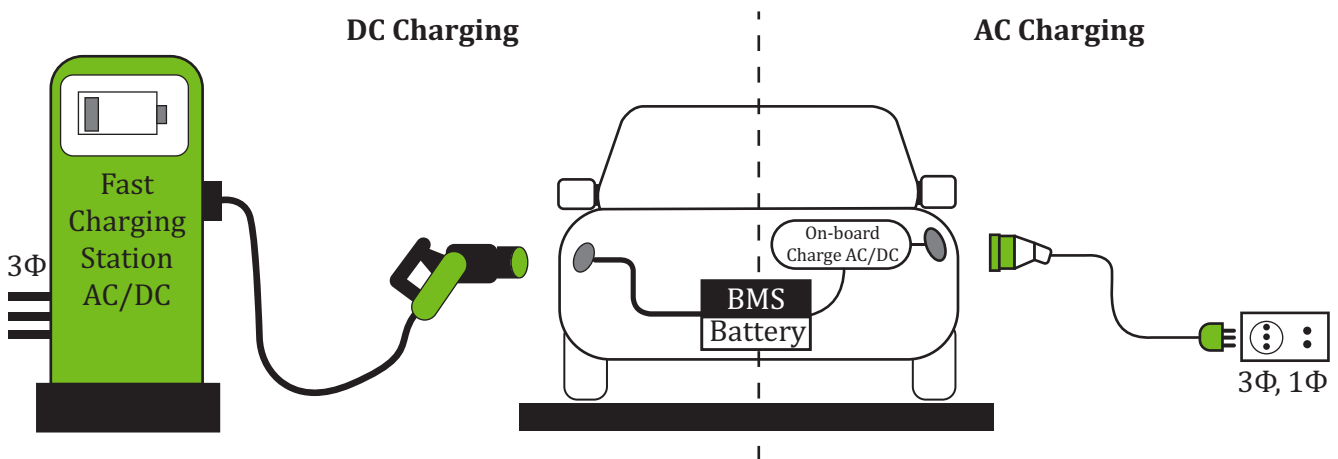
- Dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a red para que brinde el 50 % de la energía que necesite las baterías de los vehículos eléctricos durante las horas que se cuente con el recurso solar.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

ANTECEDENTES

Situación actual de los vehículos eléctricos

Actualmente la batería de las nuevas versiones de vehículos eléctricos tiene una capacidad que varía entre 38 y 64 kWh a excepción de los autos de alta gama como el Taycan de Porsche y el Model S de Tesla, cuya capacidad varía entre 70 y 100 kWh. En la mayoría de los autos eléctricos el cargador interno es 7.2 kW a excepción de Tesla que es de 10 kW. En la siguiente figura, se muestra el sistema de carga de vehículos eléctricos (López Redondo, 2020).

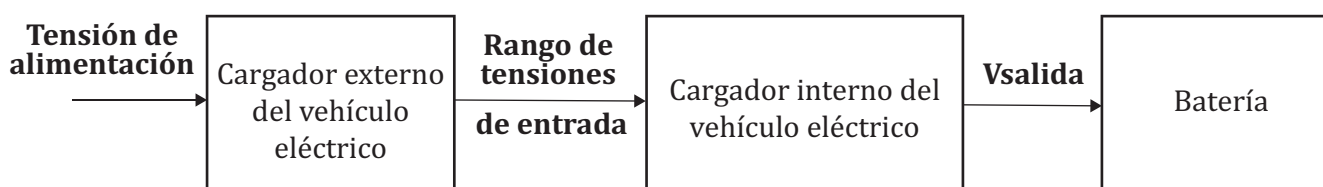
Figura 1. Sistema de carga de vehículos eléctricos



Fuente: Elaboración propia

El tiempo (horas) de carga en AC, de la batería (kWh) del vehículo eléctrico dependerá de la potencia del cargador interno (kW) del vehículo eléctrico.

Figura 2. Carga de un vehículo eléctrico con un cargador externo



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestra los datos técnicos de los vehículos eléctricos del año pasado.

Tabla 1. Datos técnicos de vehículos eléctricos

Marco y modelo del auto	Hyundai Ioniq Eléctrico	Kia eSoul Standard	Kia eSoul Autonomía Extendida	Nissan Leaf S	Nissan Leaf S Plus	BYD E5-400
Tipo	EV	EV	EV	EV	EV	EV
Año de fabricación	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Velocidad máxima (km/h)	165	155	167	144	157	130
Capacidad de batería (kWh)	38.3	39.2	64	40	62	60.5
Autonomía (km)	293	277	452	270	385	400
Potencia del motor (kW)	100	100	150	110	160	160
Torque (N.m.)	295	395	395	320	340	310
Potencia cargador interno (kW)	7.2	7.2	7.2	6.6	6.6	7
Tiempo de carga rápida de 100 kW al 80% (min)	54	42	42	40 (50 kW)	45 y 60 (50 kW)	
Precio (USD)	38,639.00	40,121.00	47,320.00	29,990.00	36,550.00	34,760.00

Fuente: Hyundai, Kia, Nissan y BYD

Tabla 2. Capacidad de la batería y autonomía por una hora de carga

Marco y modelo del auto	Capacidad de la batería por una hora de carga (kWh)	Autonomía (km) por una hora de carga
Hyundai Ioniq Eléctrico	7.2	55.08
Kia eSoul Standard	7.2	50.88
Kia eSoul Autonomía Extendida	7.2	50.85
Nissan Leaf S	6.6	44.55
Nissan Leaf S Plus	6.6	40.98
ByD E5-400	7.0	46.28
Porsche Taycan 4S	9.6	49.33
Porsche Taycan Turbo	9.6	46.25
Tesla Model S - Performance	10	56.00
Promedio	8.0	49.00

Fuente: Elaboración propia

En España, se desarrolló el proyecto SIRVE (Sistemas Integrados para la Recarga de Vehículos Eléctricos), cuyo objetivo es desaturar la red eléctrica en BT, si la demanda agregada por los sistemas de carga rápida y carga moderada, supera la capacidad de la línea o de los centros de transformación desde el que se está abasteciendo. El proyecto SIRVE está compuesto por un sistema fotovoltaico de 1kWp, que proporciona la energía a las baterías de litio de 30 kWh (Urbener, 2015).

En el 2017, en Shanghái se estrenó, a modo de prueba, su primera estación de carga con energía solar para vehículos eléctricos, conformada por 40 paneles solares en la azotea de un edificio. Además, tenía baterías de respaldo y estaba conectado a red eléctrica. En media hora con carga rápida la batería se cargaba con 70% y alrededor de dos horas para llenar por completo el vehículo eléctrico (El País, 2017).

METODOLOGÍA

La metodología propuesta para el presente artículo sigue los siguientes pasos:

- Descripción de la zona de estudio.
- Estimación del recurso solar disponible.
- Cálculo de la energía consumida por la carga de vehículos eléctricos.
- Cálculo de la potencia del generador fotovoltaico y selección de los dispositivos de protección.
- Requerimientos para la conexión a red.
- Estimación de la energía producida.
- Estimación de las emisiones de CO₂ reducidas.
- Metrado y presupuesto.
- Evaluación económica.
- Simulación con los *softwares* PVsyst y Helioscope.

Para propósito de evaluar la viabilidad técnica, económica y financiera de la estación de

carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

Descripción de la zona de Estudio

Para el análisis de estudio del proyecto se seleccionó el Centro Comercial “Molina Plaza”, ubicado en el distrito de La Molina, provincia de Lima, región Lima, Perú.

Se seleccionó el centro comercial Molina Plaza, por dos motivos. El primero que se encuentra ubicado en una zona de considerable radiación solar durante el año. Según el Atlas Solar Global, la energía fotovoltaica específica de salida es de 1,435 kWh/kWp (Global Solar Atlas, 2020). El segundo motivo, los residentes del distrito cuentan con el poder adquisitivo suficiente para la compra de vehículos eléctricos.

Memoria de cálculos justificativos

Irradiación solar

Con las coordenadas geográficas y usando la aplicación *Power Data Access Viewer* de la NASA, se obtiene la irradiación media horizontal global mensual de la base de datos de la NASA (1983 - 2005) y NASA (1984-2013).

Tabla 3. Datos geográficos de la zona de estudio

Latitud Sur	12° 05' 28"
Longitud Oeste	76° 57' 01"
Altitud media	234 m

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Datos de la temperatura

Temperatura máxima	28° C
Temperatura media	18° C
Temperatura mínima	11° C

Fuente: Elaboración propia



Foto de Michael Fousert de Unsplash.

Tabla 5. Valores meteorológicos mensuales de la NASA

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Hora global	6.48	6.32	6.72	6.17	5.04	3.86	3.73	4.09	4.83	5.84	6.31	6.52	kWh/ m ² . día

Fuente: *Power Data Access Viewer*

Se determina la inclinación óptima mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \varphi \quad (1)$$

Donde:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima en grados.

φ : latitud del lugar sin signo en grados.

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos es de 12° aproximadamente, usando la aplicación *Power Data Access Viewer* de

la NASA la irradiación global media mensual sobre una superficie inclinada en su ángulo óptimo, orientada hacia el norte.

Tabla 6. Irradiación global media mensual sobre una superficie inclinada de 12°

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Irradiación global media mensual en un ángulo de 12°	6.63	6.33	6.79	6.62	5.87	4.53	4.24	4.37	4.90	5.84	6.41	6.72	5.77 kWh/m ² . día

Fuente: *Power Data Access Viewer*

El mes que tiene la menor irradiación según la tabla anterior, es el mes de Julio (González et al., 2013). Si se considera la irradiancia igual a 1,000 W/m², entonces las horas solares pico (HSP) equivale a 4.24 h.

Cálculo de la energía consumida por la carga de vehículos eléctricos

Para calcular la energía consumida se debe considerar lo siguiente:

- Se toma en cuenta 8 cargadores Wallbox de 11 kW (EVBox, s.f.), para la carga de los vehículos eléctricos.
- Según la tabla 2, la capacidad de la batería promedio por una hora de carga equivale a 8 kWh. Entonces si el tiempo de carga es de una hora se pueden cargar 8 vehículos simultáneamente cada hora.
- La energía consumida desde las 9:00 a.m. hasta las 06:00 p.m. equivale a 576 kWh. Mientras que la energía consumida desde las 06:00 p.m. hasta las 09:00 p.m. equivale a 192 kWh.
- El sistema fotovoltaico conectado a red se dimensionará para que proporcione el 50%

de la energía consumida durante las 09:00 a.m. hasta las 06:00 p.m. la cual equivale a 288 kWh.

- Los cargadores estarán disponibles desde las 09:00 a.m. hasta las 09:00 p.m. Siendo 12 horas el tiempo disponible considerando el 37.5% suministrado por el sistema fotovoltaico y el 62.5% por la red eléctrica.

Se estima que la energía consumida en el transcurso del día es de 768 kWh. Si aumenta el tiempo de carga y considerando constante la cantidad de autos por el tiempo de carga respectivo (1, 2, 3 o 4), la energía consumida es la misma lo único que cambia es la cantidad de autos abastecidos por día.



Tabla 7. Energía consumida por la carga de vehículos eléctricos

Tiempo de carga (h)	1		2		3		4			
Horario disponible	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)		
09:00 a.m. – 10:00 a.m.	8	64	8	128	8	192	8	256		
10:00 a.m. – 11:00 a.m.	8	64								
11:00 a.m. – 12:00 p.m.	8	64								
12:00 p.m. – 01:00 p.m.	8	64								
01:00 p.m. – 02:00 p.m.	8	64	8	128	8	192	8	256		
02:00 p.m. – 03:00 p.m.	8	64								
03:00 p.m. – 04:00 p.m.	8	64								
04:00 p.m. – 05:00 p.m.	8	64	8	128	8	192			8	256
05:00 p.m. – 06:00 p.m.	8	64								
06:00 p.m. – 07:00 p.m.	8	64								
07:00 p.m. – 08:00 p.m.	8	64	8	128	8	192	8	256		
08:00 p.m. – 09:00 p.m.	8	64								
	96	768	48	768					32	768

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Especificaciones técnicas del cargador Wallbox de 11 kW

Marca y modelo	EV Box
Modo de carga	Modo 3
Capacidad de carga por conector	11 kW
Número de conectores	1
Certificación CE	Sí
Valores de salida	1 fase o 3 fases, 230 V - 400 V, 16 A - 32 A
Rango de temperatura	Desde -25°C hasta 60°C
Longitud del cable	4 m.
Humedad relativa	0.95
Activación/Identificación	Inicio automático / tarjeta o llavero RFID
Indicador de estado	Anillo LED

Fuente: EVBox

Cálculo de la potencia del generador fotovoltaico

Se determina la potencia del generador fotovoltaico mediante la siguiente fórmula:

$$P_G = \frac{1.1 W_d}{HSP \cdot PR} \quad (2)$$

Donde:

P_G : Potencia del generador fotovoltaico en Wp.

W_d : Consumo de energía diaria para el cálculo del generador FV en kWh, la cual equivale a 288 kWh.

HSP : Horas solares pico en h, la cual equivale a 4.24 h.

PR : Rendimiento energético de la instalación, el cual equivale al 80%.

Selección de los inversores de interconexión a red

Cada generador fotovoltaico estará conectado a un inversor de interconexión a red (Castejón y Santamaría, 2010). Tomar en cuenta los siguientes parámetros para la selección del Inversor:

$$P_{inv} = 0.8 \dots 0.9 P_G \quad (3)$$

- Potencia nominal del inversor, debe estar entre el 80% y 90% de la potencia del generador fotovoltaico.

Donde:

P_{inv} : Potencia del inversor en W.

P_G : Potencia del generador fotovoltaico en Wp.

- Rango de tensiones del seguidor MPP del inversor ($U_{inv.min.} \dots U_{inv.máx.}$):

Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia especificados para una temperatura de célula de -10°C y 70°C respectivamente ($U_{Gmpp (70^{\circ}\text{C})}$ y $U_{Gmpp (-10^{\circ}\text{C})}$). En los dos casos con una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$U_{inv.min.} \leq U_{Gmpp (70^{\circ}\text{C})} \quad (4)$$

$$U_{Gmpp (70^{\circ}\text{C})} = N_S \cdot U_{mpp (70^{\circ}\text{C})} \quad (5)$$

$$U_{mpp (70^{\circ}\text{C})} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (6)$$

$$U_{inv.máx.} \geq U_{Gmpp (-10^{\circ}\text{C})} \quad (7)$$

$$U_{Gmpp (-10^{\circ}\text{C})} = N_S \cdot U_{mpp (-10^{\circ}\text{C})} \quad (8)$$

$$U_{mpp (-10^{\circ}\text{C})} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (9)$$

Donde:

U_{Gmpp} : Es la tensión del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia (V) a una temperatura determinada.

U_{mpp} : Es la tensión del módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia (V) a condiciones estándar de medida.

N_S : Número de paneles en serie.

β : Coeficiente de tensión - temperatura del módulo (V/ $^{\circ}\text{C}$).

T : Temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

- Tensión máxima del inversor ($U_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o}$):

El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de -10°C y una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$U_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o} \geq U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (10)$$

$$U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} = N_S \cdot U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (11)$$

$$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25) \quad (12)$$

Donde:

U_{Goc} : Es la tensión del generador fotovoltaico en vacío (V) a una temperatura determinada.

U_{oc} : Es la tensión del módulo fotovoltaico en vacío (V) a condiciones estándar de medida.

- Intensidad máxima ($I_{inv.m\acute{a}x.}$):

El inversor debe soportar la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70°C y una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$I_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o} \geq I_{Gsc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (13)$$

$$I_{Gsc(70^{\circ}\text{C})} = N_P \cdot I_{sc(70^{\circ}\text{C})} \quad (14)$$

$$I_{sc(70^{\circ}\text{C})} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) \quad (15)$$

Donde:

I_{Gsc} : Es la intensidad de corriente máxima de cortocircuito del generador fotovoltaico en (A) a una temperatura determinada.

I_{sc} : Es la intensidad de corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A) o cadena a condiciones estándar de medida.

N_P : Número de cadena de paneles en paralelo.

α : Coeficiente de corriente – temperatura del módulo (A/ $^{\circ}\text{C}$).

T : Temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

Selección de los dispositivos de protección

Protección del generador FV. Por cada generador fotovoltaico se instalará un *string box* para conectar en paralelo 5 cadenas con 19 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Cada *string box* deberá contar como mínimo con 10 bases portafusibles cilíndricas para fusibles de $10 \times 38 \text{ mm}$.

- El calibre de los fusibles se determina con la siguiente fórmula:

$$I_F = 1.5 \dots 2 I_{sc} \quad (16)$$

Donde:

I_{sc} : Es la intensidad de corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A) o cadena a condiciones estándar de medida.

I_F : Es la intensidad de corriente (A) que soporta el fusible.

- La tensión asignada se determina con la siguiente fórmula:

$$U_F \geq 1.2 U_{GOC} \quad (17)$$

Donde:

U_{GOC} : Es la tensión del generador fotovoltaico en vacío (V).

U_F : Es la tensión asignada (V) que soporta el fusible.

Protección del inversor. Se pondrá un interruptor termomagnético a la salida de cada inversor teniendo que cumplir las características de salida del inversor:

- Intensidad nominal: $I_n \geq 48.26 A$
- Tensión nominal de trabajo: $U_n = 380 V AC$

Protección de los cargadores Wallbox. Se pondrá un interruptor termomagnético en cada circuito de cada cargador Wallbox de 11 kW:

- Intensidad nominal: $I_n \geq 19.66 A$
- Tensión nominal de trabajo: $U_n = 380 V AC$

Requerimientos para la conexión a red

Para la conexión de los cargadores eléctricos y de los inversores de interconexión a red será necesario un nuevo suministro de energía en MT (10 kV o 22.9 kV) y una nueva red primaria.

Estimación de la energía producida

Con los datos de las tablas 6 y 11, se calcula la energía anual producida por el sistema fotovoltaico conectado a red.

Estimación de las emisiones de CO₂ reducidas

Según el Ministerio de Energía y Minas del Perú, el factor de reducción (DGEE - MEM, 2018) de emisiones para el año 2016 es de 0.4082 tCO₂/MWh. Considerando un factor de degradación de 0.5% de los módulos fotovoltaicos.

Metrado y presupuesto

Se estima el metrado de los materiales necesarios para implementar la estación de carga solar y el presupuesto total para su ejecución.



Foto de Roger Starnes Sr de Unsplash.

Evaluación económica

Se procede a calcular la viabilidad económica del proyecto usando indicadores económicos como el VAN, TIR y el tiempo de retorno.

Simulación con el software PVsyst 6.8.1. y Helioscope

Simulación con el software PVsyst 6.8.1.

Para realizar la simulación en el software PVsyst se seleccionó el Año Típico Meteorológico (TMY), el cual el *software* lo obtiene desde la data de la plataforma PVGIS. La plataforma PVGIS trabaja con la base datos 2005-2015, proporcionada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL).

Los parámetros principales del sistema de la simulación con el *software* PVsyst son los siguientes:

Tabla 9. Parámetros principales para la simulación PVsyst

Orientación campos FV e inclinación	Acimut 0° y 12° de inclinación
Módulos FV	Modelo AS6P33-330 Pnom.330 Wp
Conjunto FV	285 módulos Pnom total 94.05 kWp
Inversor	Modelo Fronius Eco 27.0-3-S
Cantidad de inversores	3 unidades Pnom. Total 81 kW AC.

Fuente: PVsyst 6.8.1.

Simulación con el software Helioscope.

El software Helioscope realiza la simulación con el Año Típico Meteorológico (TMY), el cual lo obtiene de la data desde Meteonorm.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Se requieren 03 generadores fotovoltaicos cuya potencia de cada uno asciende a 31,350 Wp. Considerando módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp, del fabricante Amerisolar (Amerisolar, s.f.). Cada uno estará conformado por 95 módulos fotovoltaicos, distribuidos en 5 cadenas de 19 módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp.

**El propósito es
 evaluar la viabilidad técnica,
 económica y financiera de la
 estación de carga solar para
 vehículos eléctricos
 en centros comerciales.**

Tabla 10. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Tipo	Policristalino
Potencia	330 Wp
Imp	8.85 A
Vmp	37.3 V
Isc	9.26 A
Voc	45.9 V
β	-0.14229 V/°C
α	0.00463 A/°C

Fuente: Amerisolar

Tabla 11. Características técnicas del generador fotovoltaico

Pot. generador FV	31, 350.00 Wp
Pot. módulo FV	330 Wp
Número de cadenas	5
Número módulo FV, por serie	19
Número de módulos FV	95
Isc, por cadena	9.26 A
Voc, por cadena	872.10 V

Fuente: Elaboración propia

- Se seleccionaron 03 inversores trifásicos de interconexión a red de 27 kW – 380 /220 VAC, de la marca Fronius (Fronius International, 2014), con su respectivo Smart Meter 50 kA-3.

Tabla 12. Parámetros calculados para seleccionar los inversores de interconexión a red

Pot. del inversor	25,080 ... 28,215 W
Valor mín. del rango de tensión MPP	587.10 V
Valor máx. del rango de tensión MPP	803.32 V
Tensión máx. en vacío	966.72 V
Intensidad máxima	47.35 A

Fuente: Elaboración propia

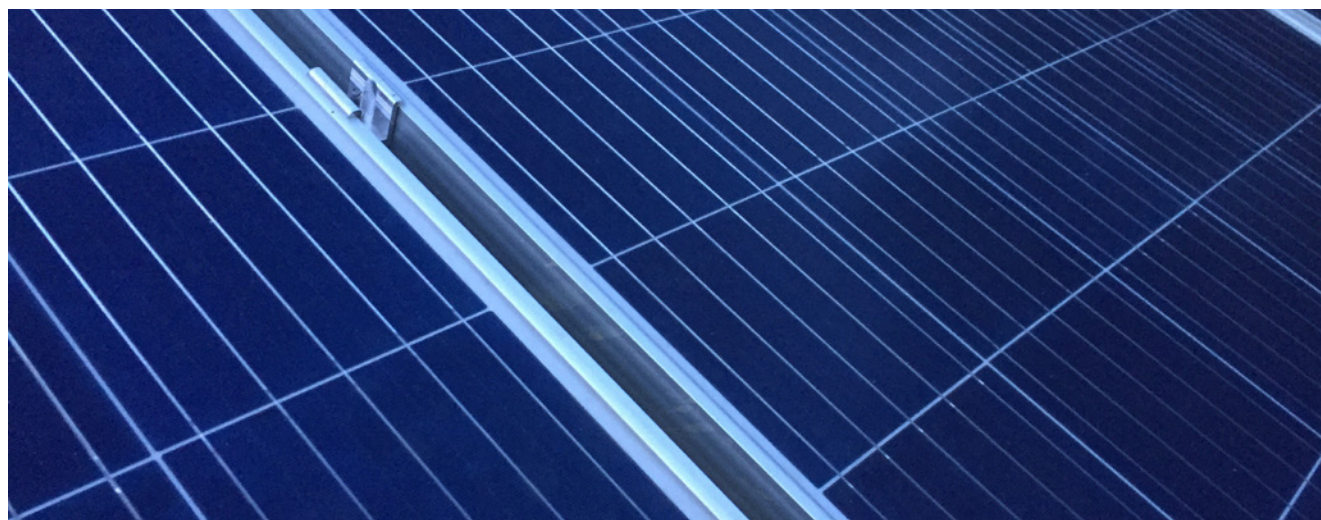


Foto de Jadon Kelly de Unsplash.

Tabla 13. Especificaciones técnicas principales del inversor

Marca y modelo	Fronius Eco 27.0-3-S
Pot. del inversor	27 kW
Rango de tensión MPP (Ucc mín. - Ucc máx.)	580 V – 850V
Tensión máx. en vacío	1,000 V
Intensidad máxima de entrada FV	47.7 A
Intensidad máxima de cortocircuito por serie FV	71.6 A
Número de seguidores MPP	1
Número de entradas CC	6
Máxima salida del generador FV	37.8 kWp
Acoplamiento a la red	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal de salida a 400 V	39 A

Fuente: Fronius International GmbH

- En cada string box y por cada cadena se debe emplear dos fusibles de 16 A (gR) de una tensión asignada de 1,000 VDC cilíndricos de 10 x 38 mm. Se conectará uno en el polo positivo y otro en el negativo de cada cadena.
- La subestación trifásica convencional para la conexión a red, debe contar con un transformador seco encapsulado de 250 kVA – 10-22.9/0.38-0.22 kV.

Para el análisis se considera a los inversores como una carga y un factor de potencia de 0.85.

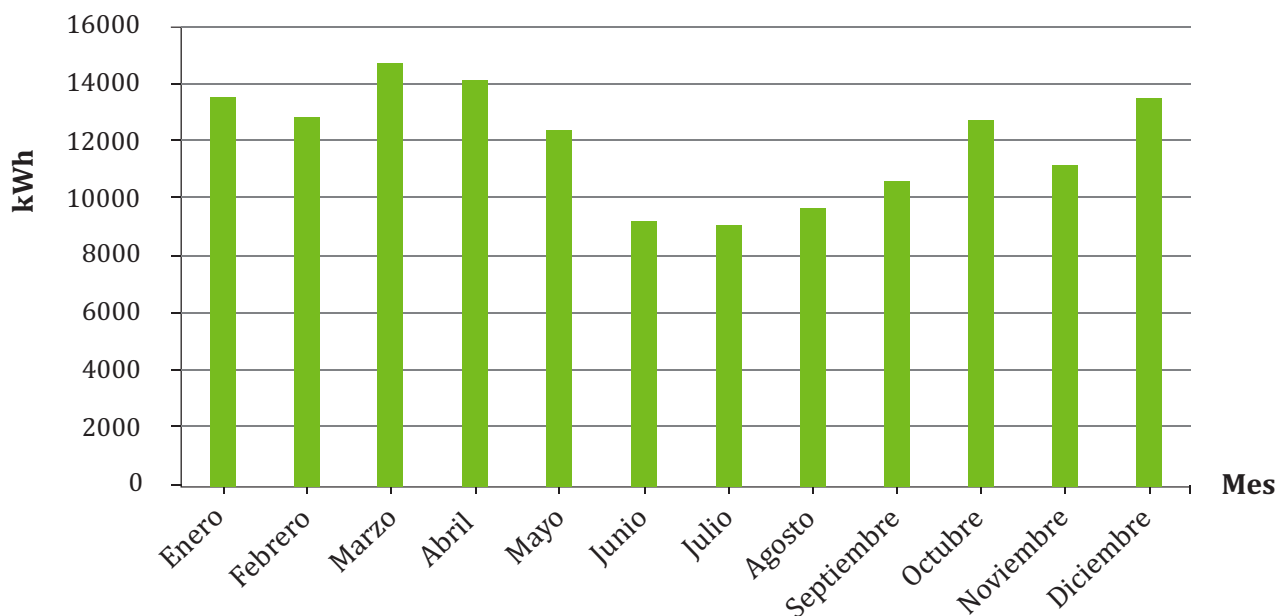
Tabla 14. Cuadro de cargas

Cargador	Pot. Unit (kW)	I. Corriente Total (A)	Cantidad (Und.)	P. Total (kW)	I. Corriente (Total) A	Pot. del Transformador (kVA)
Inversor de conexión a red - de 27 kW. 380/220 V- Fronius	27	48.26	3	81	144.78	
Cargador Wallbox de 11Kw – 380/220 V	11	19.66	8	88	157.28	250
Luminarias de alumbrado público	0.07	0.00040	8	0.56	0.0032	
Total				169.56	302.0632	250

Fuente: Elaboración propia

- La energía anual producida asciende a 142,708 kWh. El factor de planta es de 17.32%. Según el Atlas Solar Global (Global Solar Atlas, 2020), la energía producida es de 135,675 kWh y la producción específica 1,443 kWh/kWp.

Figura 3. Estimación de la energía producida por año



Fuente: Elaboración propia

Tabla 15. Energía producida anualmente

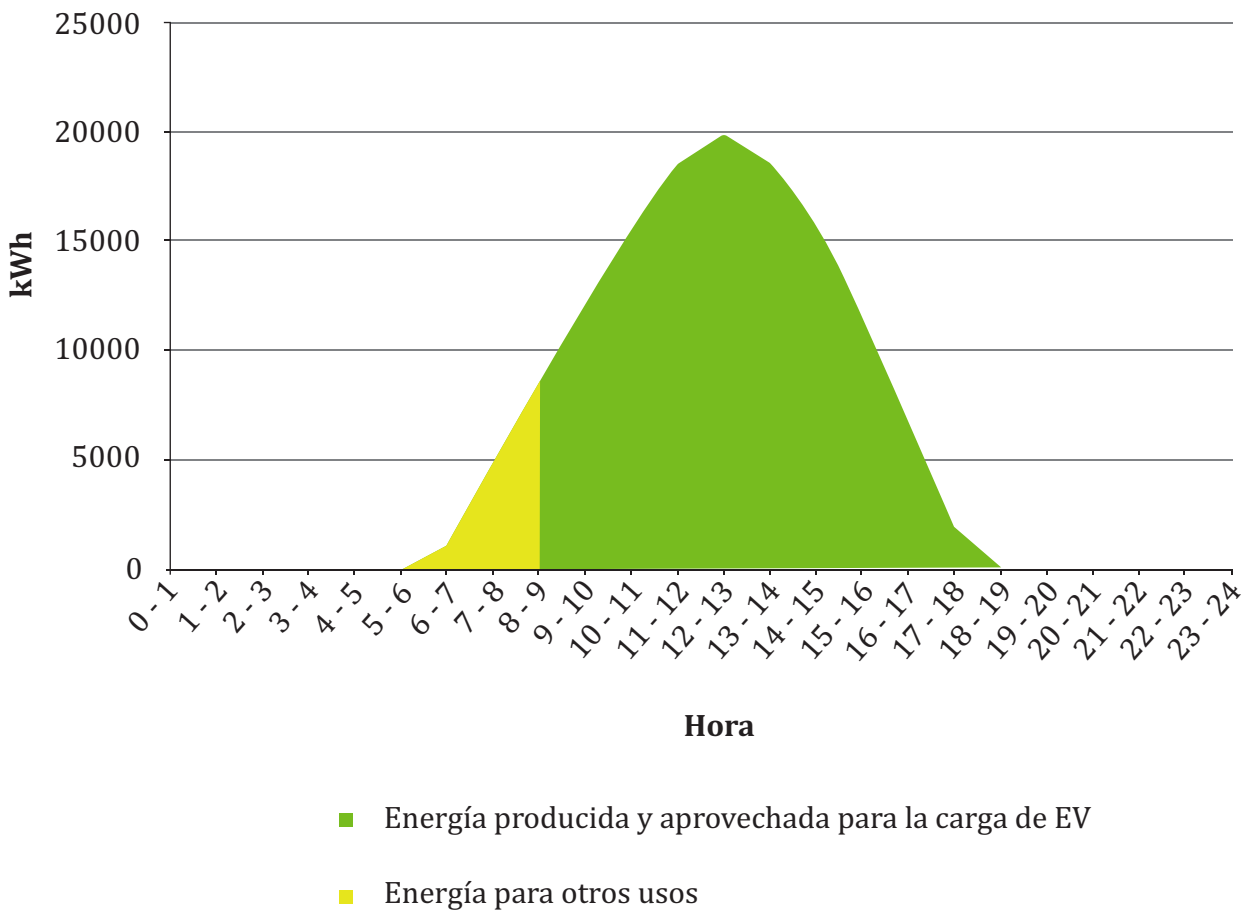
Mes	Energía mensual (kWh)
Enero	13,932
Febrero	12,014
Marzo	14,268
Abril	13,462
Mayo	12,335
Junio	9,212
Julio	8,910
Agosto	9,183
Septiembre	9,964
Octubre	12,272
Noviembre	13,035
Diciembre	14,121
Anual (kWh)	142,708

Fuente: Elaboración propia

La estación de carga solar estará disponible desde las 09:00 a.m. hasta las 09:00 p.m. Siendo un período total de 12 horas. La energía producida por el sistema fotovoltaico durante las primeras horas de la mañana podrá ser aprovechada para otros usos como refrigeración, ventilación o cualquier otro circuito auxiliar. La energía producida por el sistema fotovoltaico en las primeras horas del día destinada para otros usos sería 14,665.79 kWh por año.

Con el proyecto se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂, contribuyendo con el medio ambiente y demostrando que el uso de las energías renovables son la solución a la contaminación ambiental.

Figura 4. Estimación de la energía producida por año



Fuente: Reporte del Atlas Solar Global

- Se estima que se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂.

Tabla 16. Emisiones de CO₂ reducidas

Período	Energía producida (kWh)	Factor de emisiones (tCO ₂ /MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂)
1	142,708	0.4082	58.25
2	141,994	0.4082	57.96
3	141,284	0.4082	57.67
4	140,578	0.4082	57.38
5	139,875	0.4082	57.10
6	139,176	0.4082	56.81
7	138,480	0.4082	56.53
8	137,788	0.4082	56.25
9	137,099	0.4082	55.96
10	136,413	0.4082	55.68
11	135,731	0.4082	55.41
12	135,052	0.4082	55.13
13	134,377	0.4082	54.85
14	133,705	0.4082	54.58
15	133,037	0.4082	54.31
16	132,372	0.4082	54.03
17	131,710	0.4082	53.76
18	131,051	0.4082	53.50
19	130,396	0.4082	53.23
20	129,744	0.4082	52.96
TOTAL			1 111.35

Fuente: Elaboración propia

- Los resultados de la simulación de PVsyst aparecen en la siguiente tabla.

Tabla 17. Resultados principales de la simulación en PVsyst 6.8.1

Energía producida	138.3 MWh/año
Producción específica	1,471 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR)	86.58%

Fuente: PVsyst 6.8.1.

- Los resultados de la simulación de Helioscope aparecen en la siguiente tabla. Además, realiza la distribución de los módulos fotovoltaicos en el techo del centro comercial Molina Plaza.

Tabla 18. Resultados principales de la simulación en Helioscope

Energía producida	144.4 MWh/año
Producción específica	1,535.5 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR)	78.2%
Inversores	3 Fronius Eco 27.0-3-S. Total 81 kW AC
Cadenas	15
Módulos FV	285, Amerisolar, AS-6P-330. Total 94.1 kWp

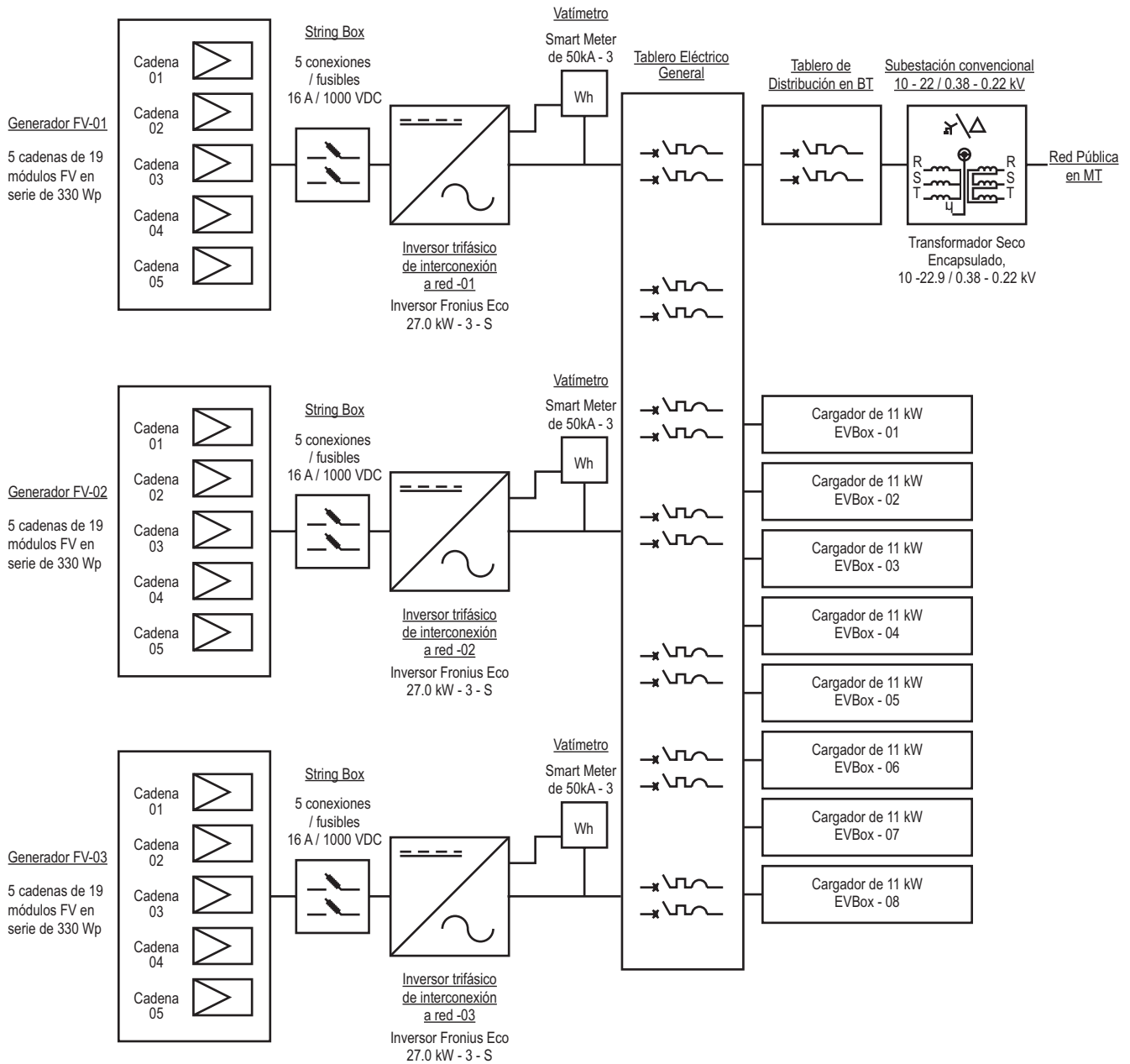
Fuente: Helioscope

Figura 5. Distribución de módulos fotovoltaicos con Helioscope



Fuente: Datos del Reporte de Helioscope

Figura 6. Diagrama de bloques



Fuente: Elaboración propia

- El metrado y presupuesto de la estación de carga solar se muestra a continuación.

Tabla 19. Suministro de materiales

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	Precio Unit.	Total
1.00	Componentes del sistema fotovoltaico				
	Módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp	und	285.00	563.90	S/.160,711.50
	Inversor de conexión a red 27 kW - trifásico - 380 / 220 VAC	und	3.00	19,666.57	S/. 58,999.71
	Soporte de fijación de aluminio para 19 paneles.	und	15.00	6,090.48	S/. 91,357.20
2.00	Componentes adicionales del sistema fotovoltaico				
	Suministro de Tableros eléctricos, string box, conductores y ferretería, puesta a tierra.	glb	1.00	46,660.26	S/. 46,660.26
3.00	Cargadores Wallbox				
	Cargador WallBox - 11 kW. - 230 V a 230 /400 V trifásico - 50/60 Hz. - Conector Tipo 2 o Mennekes - Longitud del cable 4m.	und	8.00	5,252.12	S/. 42,016.96
4.00	Materiales de las canalizaciones y redes de media tensión	glb	1.00	7,207.76	S/. 7,207.76
5.00	Materiales de la subestación convencional de 250 kVA 22.9-10/0.38-0.22 kV	glb	1.00	96,056.18	S/. 96,056.18
6.00	Materiales de la estructura de protección y seccionamiento	glb	1.00	60,684.36	S/. 60,684.36
Total					S/. 563,693.93

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20. Presupuesto total

Ítem	Descripción	Total
A	Suministro de materiales	563,693.93
B	Montaje electromecánico	121,329.17
C	Gastos adicionales aproximados	28,252.20
D	Gastos administrativos	34,870.00
Presupuesto total		S/.748, 145.30

Fuente: Elaboración propia

- Para realizar la evaluación económica del proyecto, fue necesario determinar el flujo de caja. Para ello es necesario determinar el flujo neto de operación, así consideramos los siguientes parámetros:

Tabla 21. Parámetros de para determinar el flujo de caja operacional

Ítem	Parámetro	Total
r	Tasa de descuento	7.5%
d	Tasa de degradación	0.5%
e	Costo de energía como cliente libre	0.1510 S/. /kWh
i	Tasa de inflación	2.0 %
s	Precio de alquiler por hora de cada espacio del estacionamiento	S/. 2.54
p	Período del proyecto	20 años

Fuente: Elaboración propia

Una vez determinado el flujo neto de operación se procede a determinar el flujo financiero neto del proyecto:

Tabla 22. Flujo de caja financiero

Valores		
Ítem	Detalle	Total
VAN	Valor Actual Neto	S/. 161,113.86
TIR	Tasa Interna de Retorno	10.04%
PRI	Período de Retorno de la Inversión	8 años

Fuente: Elaboración propia

Para el presente proyecto el VAN es: S/. 161,113.86 lo cual indica que el proyecto es viable financieramente al ser el VAN > 0.

En este caso la TIR es de 10.04%, comparada con la tasa de descuento, resulta viable invertir en un proyecto en estas condiciones.

Se evidencia que, en el PRI el período de tiempo para recuperar la inversión es más de 8 años, lo cual determina que haría viable la puesta en marcha del proyecto bajo el escenario planteado.

CONCLUSIONES

El proyecto es viable económicamente, ya que el VAN y el TIR son viables, además el tiempo de retorno de la inversión es de unos 8 años.

El proyecto es técnicamente viable, la tecnología actual permitiría realizar el proyecto.

Con el proyecto se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂, contribuyendo con el medio ambiente y demostrando que el uso de las ener-

gías renovables son la solución a la contaminación ambiental.

Según las simulaciones y cálculos se cumpliría con los objetivos propuestos. Se cubriría más del 50% de la energía consumida por la carga de los vehículos eléctricos durante las 9:00 am – 6:00 pm.

Los inversores de interconexión se configurarán para que no inyecten energía a la red pública y solo se empleen para autoconsumo.

El inversor de interconexión dejará de funcionar si hay una desconexión de la red. Se debe a que el inversor necesita sincronizarse con la frecuencia de la red eléctrica pública.

Para que los inversores de interconexión a la red funcionen con un sistema de respaldo como es un grupo electrógeno en caso ocurra una desconexión de la red pública, se recomienda hacer una modificación y cambiar el Smart Meter 50 kA-3, por un controlador del sistema Fronius PV con sus dos accesorios para optimizar el funcionamiento del sistema fotovoltaico con el grupo electrógeno. Se requerirán las especificaciones técnicas del grupo electrógeno. A esta solución Fronius la denomina Fronius PV – Genset Easy. ■

REFERENCIAS

Amerisolar. (s.f.). *Especificaciones técnicas del módulo AS-6P*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <http://www.weamerisolar.com/d/file/english/product/pro1/2021/02-02/4ee661c4ce60976a5c181228bf5778f9.pdf>

Castejón, A. y Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex.

DGEE - MEM. (2018). *Boletín Mensual de Energía Renovable, diciembre 2018*. Perú: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Eficiencia Energética.

El País. (25 Octubre 2017). *Shanghái estrena su primera estación solar para cargar vehículos eléctricos*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://negocios.elpais.com.uy/shanghai-estrena-primera-estacion-solar-cargar-vehiculos-electricos.html>

EVBox. (s.f.). *Especificaciones técnicas de los cargadores de vehículos eléctricos EVBox*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://evbox.com/en/products/business-chargers/businessline>

Fronius International. (2014). *Especificaciones técnicas del inversor Eco Fronius 27.0-3-S*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos/todos-losproductos/inversor/fronius-eco/fronius-eco-27-0-3-s>

Global Solar Atlas. (Febrero de 2020). *Datos de lugar según Global Solar Atlas*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.097738,-76.935883,11&s=%20-12.090977,-76.95035&m=site>

Global Solar Atlas. (Febrero de 2020). *Reporte de Global Solar Atlas*. Obtenido el 7 de Junio de 2020. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.091024,-76.950302,11&s=-12.090977,-76.95035&m=site&pv=ground,0,12,94.05>

González Pinzón, C. L., Ponce Corral, C., Valenzuela Nájera, R. A. y Atayde Campos, D. (2013). Selección de un sistema solar fotovoltaico para un vehículo eléctrico. (U. A. Juárez, Ed.). *Cultura Científica y Tecnológica*, 10(Extra 50 ,2), 11-26. Obtenido el 25 de Mayo de 2020. <http://erevistas.uacj.mx/ojs/index.php/culcyt/article/view/927/863>

López Redondo, N. (2020). *Los coches eléctricos con mejor relación precio-autonomía del mercado*. Obtenido el 13 de Junio de 2020. <https://movilidadelectrica.com/coches-electricos-mejor-relacion-precio-autonomia/>

Pereira Micena, R., Llerena P, O. R., de Queiróz Lamas, W. y Luz Silveira, J. (30 de Junio de 2018). Estudio técnico del uso de energía solar y biogás en vehículos eléctricos en Ilhabela - Brasil. *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, 20, 58-69. Obtenido el 26 de Mayo de 2020. <https://ingenius.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/20.2018.06>

Urbener. (2015). *Proyecto SIRVE*. Obtenido el 25 de Mayo de 2020. <https://www.urbener.com/sirve/>